

Leitlinie

zur effizienten und umweltverträglichen Erzeugung von

Biogas bei Einsatz von Ko-Substraten und Reststoffen in Bestandsanlagen



Impressum

Herausgeber: Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft
Naumburger Str. 98, 07743 Jena
Tel.: 03641 683-0, Fax: 03641 683-390
Mail: pressestelle@tll.thueringen.de

Autoren: Dr. Gerd Reinhold
Dr. Joachim Degner
Dr. Katja Gödeke
Dr. Armin Vetter

Foto auf der Titelseite: C. Graf

2. überarbeitete Auflage 2014

Juli 2014

Copyright:

Diese Veröffentlichung ist urheberrechtlich geschützt. Alle Rechte, auch die des Nachdrucks von Auszügen und der foto-mechanischen Wiedergabe sind dem Herausgeber vorbehalten.

Inhaltsverzeichnis

1	Marktchancen und Stand in Thüringen	4
2	Substratbereitstellung für die landwirtschaftliche Biogaserzeugung	5
2.1	Wirtschaftsdünger und Reststoffe.....	5
2.2	Nachwachsende Rohstoffe	6
3	Verfahrenstechnische Parameter.....	7
3.1	Biogaserzeugung	7
3.2	Biogasverwertung	9
3.2.1	Vor-Ort-Verstromung	9
3.2.2	Direktvermarktung und Flexibilisierung	10
3.2.3	Biomethaneinspeisung	11
3.3	Wärmeverwertung.....	11
3.4	Gärrestverwertung	12
4	Betriebswirtschaftliche Bewertung	12
4.1	Finanzielle Leistungen der landwirtschaftlichen Biogaserzeugung	12
4.2	Kosten der landwirtschaftlichen Biogaserzeugung.....	13
4.3	Wirtschaftlichkeit von Beispielanlagen.....	15
5	Fazit	18

1 Marktchancen und Stand in Thüringen

Thüringen verfügt zum 01.01.2014 über 255 Biogasanlagen [241 landwirtschaftliche Biogasanlagen (BGA), 6 Biomethaneinspeiseanlagen (BMEA), 8 abfallverarbeitende BGA)] mit einer Gesamtleistung von 122 MW (Abb. 1). Aufgrund der Einbindung der BGA in die Agrarstruktur erfolgte kaum die Errichtung von NaWaRo-Biogasanlagen ohne Wirtschaftsdünger- bzw. Reststoffeinsatz. Die Technik Biomethaneinspeisung hat in Thüringen mit nur 6 Anlagen (3 375 m³/h Einspeisekapazität) restriktiv Einzug gehalten, weil für die Landwirte die Gefahr besteht zum reinen Substratlieferanten zurückgestuft zu werden.

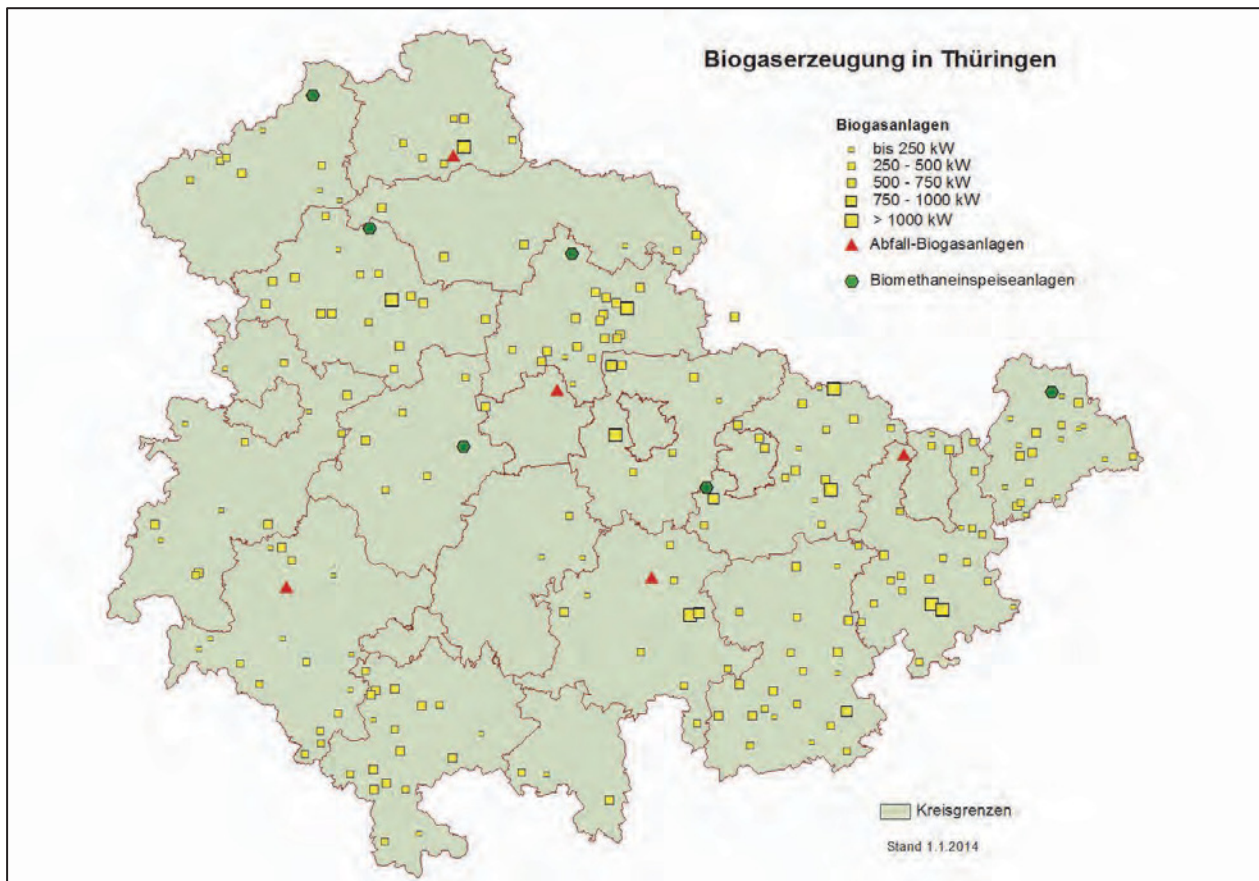


Abbildung 1: Biogasanlagen in Thüringen (Stand 01.01.2014)

Mehr als 90 % der Thüringer Anlagen sind direkt in Landwirtschaftsbetriebe integriert, so dass kaum Substrathandel stattfindet. In Thüringen sind dadurch weder Konkurrenzsituationen zur Marktfruchtproduktion oder zur Tierhaltung noch ein Einfluss der Substratproduktion auf die Höhe der Pachtzinszahlungen festzustellen.

Der jährliche Anlagenzubau, die verfahrenstechnische Ausrichtung und die Leistung der BGA wurden auch in Thüringen durch die Unstetigkeit des EEG dominiert. Das führte zu einem deutlichen Einbruch des Zubaus von BGA auf 20 bis 30 % des Niveaus vor 2012 (Abb. 2). Unklarheiten im Anlagenbegriff und undefinierte Rechtslagen bei Erweiterung bestehender Anlagen verkomplizieren die Situation deutlich. Investoren haben dadurch kaum Rechtssicherheit. Auch das im Entwurf vorliegende EEG 2014 löst diese Situation nicht. Mit dem EEG 2012 wurde begonnen, die rechtlichen und begrenzt auch die ökonomischen Grundlagen zur Direktvermarktung von Biogasstrom und Systemdienstleistung von BGA zu schaffen. Bereits 2012 vermarkteten 39 Thüringer BGA ihren Strom direkt (23 % des 2012 eingespeisten Biogasstroms).

Die Verfahrenstechnik in den landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Thüringen weist eine große Spannbreite auf. Einheitliche verfahrenstechnische Parameter als Indikator für eine erfolgte Optimierung sind bisher kaum zu erkennen, da ja auch die mit jedem EEG gesetzten verfahrenstechnischen Orientierungspunkte zum Teil diametral geändert wurden. So waren im EEG 2000 nur Gülleanlagen, die zusätzlich Abfälle aufnehmen, ökonomisch lebensfähig. Mit dem im EEG 2004 eingeführten NaWaRo-Bonus wurden 500 kW Anlagen und so genannte „Trockenvergärungsanlagen“ verstärkt errichtet. Das EEG 2009 orientierte sich auf kleinere 150 bis 200 kW Anlagen mit Satelliten-BHKW's. Durch die Vergütungskürzungen im EEG 2012 in Verbindung mit der Aufhebung des Ausschließlichkeitsgebotes wurde der Anlagenneubau ab 2012 deutlich.

Die noch drastischeren Vergütungskürzungen des EEG 2014 sind nicht geeignet, einen weiteren BGA-Zubau zu initiieren. Nur für die „kleinen Gülleanlagen“ besteht eine, wenn auch kleine wirtschaftliche Perspektive, sofern die Substratmengen Vor-Ort verfügbar sind. Das im Freistaat Thüringen mit ca. 9 % der Ackerfläche noch nicht ausgeschöpfte Potenzial des Maisanbaus wird wohl ungenutzt bleiben. Die denkbaren Substituten von Stoppelweizenanbau durch Mais für BGA könnten in Thüringen zu einen im Bundesvergleich durchschnittlichen Maisanbau führen. Dazu besteht ein Standortpotenzial von 100 bis 200 zusätzlichen Biogasanlagen in Thüringen. Die Folge wäre zusätzlich eine erhebliche positive Fruchtfolgewirkung durch Erweiterung der sehr engen Getreidefolge.

Ausgehend von dieser Ist-Stand-Analyse besteht das Ziel dieser Leitlinie darin, durch die Erarbeitung und Zusammenstellung von verfahrenstechnischen und betriebswirtschaftlichen Richtwerten Hilfen für den Betrieb der Bestandsanlagen bereitzustellen und Kontrollparameter für vergleichende Wirtschaftlichkeitsrechnungen anzubieten. Die Richtwerte sichern eine Beschreibung des Standes der Verfahrens- und Anlagentechnik als Ausgangspunkt für einen wirtschaftlich erfolgreichen Anlagenbetrieb.

2 Substratbereitstellung für die landwirtschaftliche Biogaserzeugung

2.1 Wirtschaftsdünger und Reststoffe

Bedingt durch die Größe der Tierhaltungsanlagen und die bewusste Integration der Biogaserzeugung in die Landwirtschaft wurden die BGA in Thüringen vorrangig am Standort der Tierhaltungsanlagen errichtet. Hieraus erklärt sich der vergleichsweise hohe Wirtschaftsdüngeranteil am Substratmix, aber auch die etwas geringere Wärmenutzung. Es ist eine gute Ausnutzung des energetischen Potenzials der Wirtschaftsdünger in den Planungsregionen festzustellen (Nord: 39 %, Mitte: 50 %, Ost: 62 %, Südwest: 64 %).

Bezogen auf die Frischmasse beträgt der Wirtschaftsdüngeranteil am Substratmix in Thüringen mehr als 75 %. Von der anfallenden Rindergülle werden bereits 77 %, von der Schweinegülle 45 % und vom Stallmist 32 % für die Biogaserzeugung genutzt. Hühnertrockenkot wird nach Thüringen importiert, so dass der Einsatz zurzeit 112 % des Anfalls beträgt.

Der Wirtschaftsdünger Gülle ordnet sich als weitgehend kostenneutrales Substrat ein, sofern es am Standort der BGA anfällt. Eine Transportwürdigkeit liegt im Bereich bis 5 km relativ unabhängig von der Entfernung nur selten vor. Aufgrund des höheren TS-Gehaltes ist Rindergülle deutlich besser geeignet als Schweinegülle, was sich auch am höheren Nutzungsanteil des Potenzials zeigt. Stallmist bedarf besonders bei hohen Einsatzanteilen einer Aufbereitung. Hier haben sich auch aus Gründen der Kostenminimierung einfache Kompostfräsen oder Stalldungstreuen bewährt.

Die Nutzung von Futterresten erfolgt entsprechend der betrieblichen Bedingungen fast vollständig, sofern keine alternative Verwertungsform gegeben ist. Klassische Bioabfälle werden sinnvollerweise in Thüringen nur in den acht spezialisierten Abfallvergärungsanlagen eingesetzt.

2.2 Nachwachsende Rohstoffe

Prinzipiell eignen sich alle Feldfrüchte für die Biogasproduktion. Aus einer Stichprobe von 17 BGA ergaben sich folgende Abbauraten der Hauptinhaltsstoffe: Rohfett 70 %, N-freie Extraktstoffe und Rohfaser 60 %, Rohprotein 45 % und ADF 40 %. Schwer vergärbare Fruchtsorten mit hohem Ligninanteil (z. B. Stroh) und mit geringem Futterwert (z. B. Landschaftspflegematerial). Aufgrund des langsamen Abbaus bzw. der reduzierten Ausbeute an Methan sind diese Stoffe wenig geeignet.

Die Flächennutzung für die Biogasanlagen betrug 2014 in Thüringen ca. 52 Tsd. ha und ist mit 7,3 % der AF bzw. 6,6 % der LF vergleichsweise gering. Im Einzelnen erfolgt der Einsatz von ca. 28 Tsd. ha Mais, 7,2 Tsd. ha Anweilksilage, 11,7 Tsd. ha Getreidekorn und 4,8 Tsd. ha Ganzpflanzengetreide (GPS). Die ermittelten Werte für den Einsatz von Getreide sind aufgrund des Erfassungszeitraums von 2009 bis 2013 relativ hoch, da die gestiegenen Agrarpreise z. T. hier noch nicht gewirkt haben und vorrangig Minderqualitäten sowie Feuchtgetreide zur Steuerung und Regelung der Gasproduktion zum Einsatz kam. Bei den heutigen Agrarpreisen ist ein Rückgang des Getreideeinsatzes festzustellen.

Innerhalb Thüringens besteht eine deutliche Differenzierung des Substrateinsatzes in den einzelnen Planungsregionen. Während in der Planungsregion Süd mehr Anweilksilage eingesetzt wird, dominiert in den anderen Regionen der Silomais.

Der Anbauumfang des Silomais hat 2012 gerade einmal den Anbauumfang von Mitte der 1990er Jahre erreicht. Ursache hierfür stellt die deutliche Reduktion der Rinderbestände dar, die zum geringeren Bedarf an Silomais in der Fütterung führte. Aufgrund des um ca. ein Viertel geringeren Maisertrags in 2013 ist der aus der geplanten Einsatzmenge abgeleitete Flächeneinsatz in 2013 zu hoch bewertet. Eine Ausweitung des Maisanbaus für energetische Zwecke geht mit einer Veränderung der bestehenden landwirtschaftlichen Fruchtfolgen einher (Abb. 2).

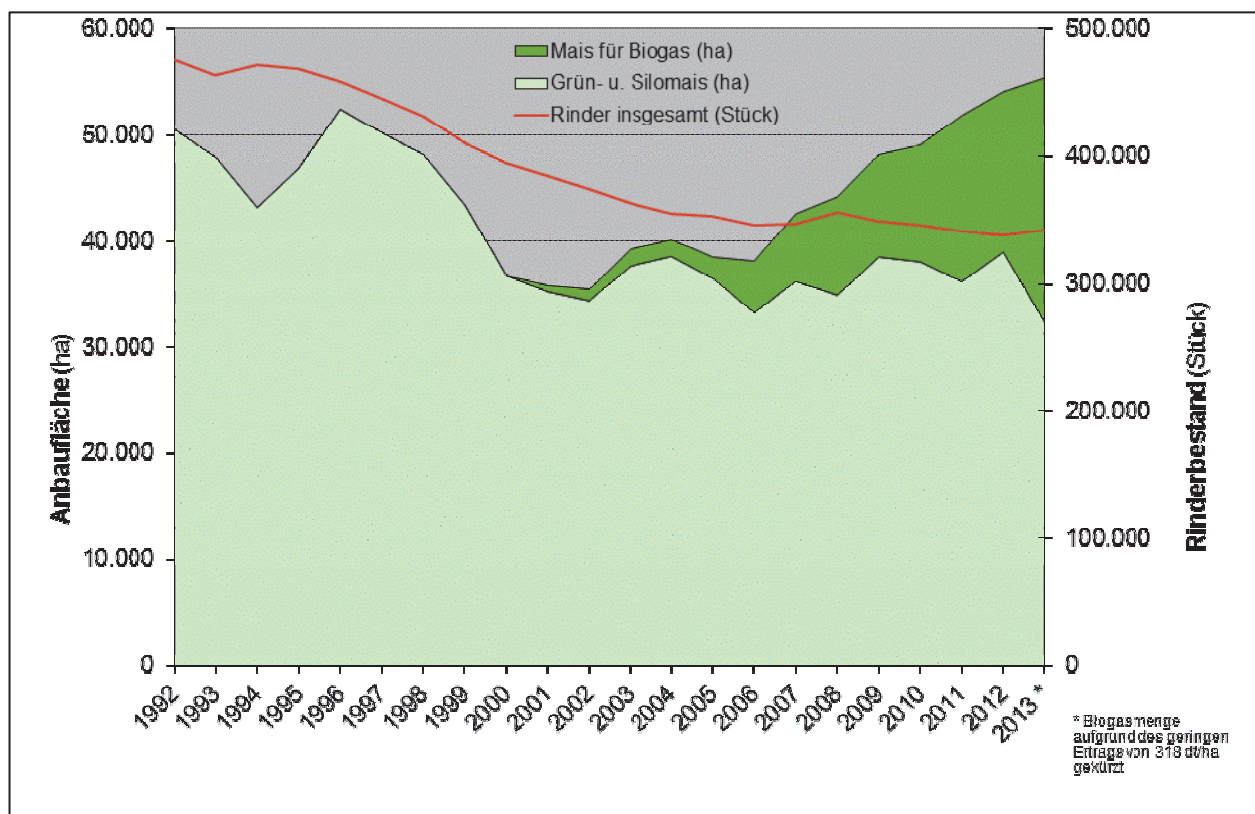


Abbildung 2: Maisanbau und dessen Verwertung in Thüringen (1992 bis 2013)

Reine Energiepflanzenfruchtfolgen sind in Thüringen eine Ausnahme. Vor allem auf den Ackerbaustandorten bietet sich durch die Ausweitung des Maisanbaus auch die Möglichkeit, enge Marktfruchtfolgen aufzulockern und Selbstfolgen von Winterweizen (Stoppelweizen) zu unterbrechen. Als vergleichsweise gute Vorfrucht für Winterweizen kann somit ein zusätzlich positiver Effekt erzielt und die etwa 10 %-ige Ertragsminderung in einer Weizen-Selbstfolge gemindert werden.

Mit einem gegenwärtigen Anbauumfang von unter 10 % an der Thüringer Ackerfläche stellt Mais eine Bereicherung der Fruchtfolge und keine „Problemkultur“ dar. Die Maiskonzentration liegt in allen Thüringer Landkreisen z. T. deutlich unter 15 %. Besonders in Thüringer Ackerbauregionen mit sehr geringem Tierbesatz trägt die Errichtung von Biogasanlagen zu einer höheren Vielfalt der landwirtschaftlichen Produktion und Auflockerung der Fruchtfolgen bei. Die standortangepassten Biogasanlagen Thüringens bieten hinsichtlich Substratbereitstellung und Anlagengröße gute Voraussetzungen zur Integration der Biogastechnologie in die Landwirtschaft. Besonders durch die Kombination mit der Tierhaltung werden positive Effekte hinsichtlich der Verminderung des Verbrauchs an fossilen Energieträgern sowie der Wertschöpfung im Landwirtschaftsbetrieb erzielt.

Alternative Energiepflanzen können zu einer höheren Akzeptanz und zur weiteren Auflockerung und Erweiterung von Fruchtfolgen beitragen. Energiepflanzen, wie z. B. Durchwachsene Silphie, Blühstreifen, Szarvasigras, Hirse, Getreide-Leguminosen-Gemenge oder auch Dauergrünland zeichnen sich aber durch eine niedrige Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu Mais aus. Die Entscheidung über den Substratanbau, wird neben den Stückkosten (ct/m³ Methan) besonders auch durch den Flächenbedarf beeinflusst.

Bedingt durch einen hohen Anteil an Wirtschaftsdünger führt der bei einem Maisanbau von unter 10 % der AF nicht sinnvolle „Maisdeckel“ in Thüringen zu Flächenmehrverbrauch bei einer weiteren Steigerung des Getreideanteils. So ist besonders bei den vorrangig nach 2009 errichteten BMEA festzustellen, dass diese 18,4 % des Mais, 19,1 % der Anwelksilage (AWS) und fast 60 % der Ganzpflanzensilage (GPS) in Thüringen einsetzen. Inwieweit durch die Anforderungen der Gesellschaft (z. B. „Greening“) zukünftig eine Verschiebung zu verzeichnen ist, bleibt abzuwarten.

3 Verfahrenstechnische Parameter

3.1 Biogaserzeugung

Richtwerte der Substrateigenschaften in Thüringer BGA [„Inhaltsstoffe von Biogassubstraten und Gärresten (Datenblätter)“, TLL 2012] und des substratspezifischen Methanertrages (KTBL-Heft Nr. 88 „Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen“ sind veröffentlicht und werden hier nur auszugsweise dargestellt (Tab. 1).

Tabelle 1: Eigenschaften und Gaserträge wichtiger Biogassubstrate

Substratart	TS ¹⁾ %	oTS ¹⁾ %	CH ₄ -Gehalt ²⁾ %	CH ₄ -Ertrag ²⁾ l _N /kg oTS	Biogasertrag m ³ /t FM
Rindergülle	9,35	80,3	55	210	29
Schweinegülle	5,06	72,3	60	250	15
Trockenkot	43,1	77,8	55	280	171
Stallmist	25,7	86,5	55	250	101
Maissilage	30,5	95,1	52	340	190
Anwelksilage	31,4	89,5	53	320	170
Getreide	84,8	97,3	52	380	603
GPS	36,6	93,6	53	330	213

¹⁾ „Inhaltsstoffe von Biogassubstraten und Gärresten (Datenblätter)“, TLL 2012, www.tll.de/ainfo

²⁾ „Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen“ KTBL-Heft Nr. 88, 2010

Der **Trockensubstanzgehalt** im Fermenter hat Bedeutung für die Durchmischbarkeit, die gleichmäßige Erwärmung mit geringen Temperaturunterschieden und den Gasaustausch. Er ergibt sich aus dem mittleren TS-Gehalt des zugeführten Substrats abzüglich der zu Biogas konvertierten organischen Masse und liegt bei den meisten BGA zwischen 4 und 8 %. Beachtet man, dass 1 m³ Biogas bei üblichen Methangehalten von 50 % 1,34 kg wiegt, so lässt sich der TS-Gehalt im Fermenter leicht ermitteln. Überschreitet dieser den Wert von 8 bis 10 %, so ist mit deutlich höheren Aufwendungen für die Homogenisierung als Voraussetzung für den Gasaustausch zu rechnen.

Hydraulische Verweilzeit und **Reaktorbelastung** üben einen wesentlichen Einfluss auf die Methanbildung aus und bedingen sich gegenseitig. Der Gehalt an organischer Trockensubstanz des zugeführten Substrates bestimmt die Verweilzeit, da eine Steigerung der Belastung im Rührkessel-Fermenter nur in engen Grenzen möglich ist. Mit steigender Verweilzeit erhöht sich der Gasertrag bis zu einer maximalen Gasausbeute.

Bei der Auswahl der Verweilzeit und der Reaktorbelastung, ist die Umsetzbarkeit der Stoffe zu beachten. Rüben verfügen z. B. aufgrund des Zuckergehaltes über eine sehr schnelle Abbaufähigkeit und können bei kurzen Verweilzeiten vergoren werden. Demgegenüber ist z. B. bei Maissilage aufgrund des Rohfaseranteils eine längere Verweilzeit bei etwas geringeren Reaktorbelastungen zu empfehlen, um eine gute Substratausnutzung zu erreichen.

Mit zunehmender Reaktorbelastung steigt zwar die absolute Gasmenge, aber die spezifische Gasausbeute sinkt. Dieser Weg ist prinzipiell nur zu empfehlen, wenn Substrate kostenfrei bzw. mit geringen Kosten verfügbar sind und eine tendenzielle Ausnutzung der Investition im Vordergrund steht. Für teure Ko-Substrate sollte deshalb auf lange Verweilzeiten und somit auf eine geringe Belastung orientiert werden.

Die **Substrataufbereitung** z. B. durch Schroten von Getreide oder das Zerkleinern durch Dissolver, Extruder, Prallreaktoren und Hammermühlen von schwer vergärbaren Stoffen wird eingesetzt, um die Abbaugeschwindigkeit zu erhöhen und ermöglicht es, mit kleineren Faulräumen bei höheren Belastungsstufen zu arbeiten. Allerdings ist dies, ab dem EEG 2012 bedingt durch die Mindestverweilzeit von 150 Tagen, kaum noch empfehlenswert.

Die mögliche **Einsatzmenge** und die **Art der Ko-Substrate** sind abhängig von vielfältigen Faktoren. Neben dem Trockensubstanzgehalt im Fermenter muss besonders auf die Reaktorbelastung geachtet werden. Speziell durch Veränderung der Marktpreise und der Substratverfügbarkeit hervorgerufene Änderungen im Substratmix sind verfahrenstechnisch zu bewerten. Bei TS-reichen Substraten ist besonderes Augenmerk auf den Flüssigkeitshaushalt zu legen.

Eine Rezirkulation von Biogasgülle erfolgt oft bei Mehrfermenteranlagen, besonders wenn mit kurzen Verweilzeiten und hohen Belastungen im 1. Fermenter gearbeitet wird.

Unter praktischen Verhältnissen hat die **Reaktionstemperatur** einen kaum bestimmbaren Einfluss auf die Umsetzungsgeschwindigkeit. Der verfahrenstechnische Einfluss der gewählten Reaktortemperatur innerhalb eines Temperaturbereiches ist als gering einzuschätzen.

Die **Einbringung der Ko-Substrate** erfolgt entsprechend betrieblicher Bedingungen. Die täglich einzusetzende Menge bestimmt ebenfalls maßgeblich die notwendige Technik und den Automatisierungsgrad.

Bei der **Größe der Behälter** ist festzustellen, dass bis ca. 1 000 m³ Faulraum meist nur ein Reaktor errichtet wird. Kleinere Behälter führen zu spezifisch höheren Investkosten, haben aber den Vorteil der besseren Durchmischbarkeit. Während eine Reihenschaltung der Reaktoren den Vorteil einer besseren Substratausnutzung allerdings mit hoher Belastung des ersten Reaktors bringt, ermöglicht die Parallelschaltung besonders bei Störungen (z. B. Übersäuerungen) ohne wesentliche Einbußen eine schnelle Wiederinbetriebnahme der gestörten Reaktorreihe.

Bei der Dimensionierung der einzelnen Behälter ist zu beachten, dass das gasdichte **Gärrestlager** (GRL) eine Doppelfunktion hat. Das Volumen zählt sowohl für die im EEG aus Emissionsschutzgründen geforderten 150 Tage Verweilzeit als auch beim Nachweis des Güllestapelkapazität von 180 Tagen. Bei der Ermittlung des Gasspeichervolumens (Störfallverordnung) wird das gesamte Volumen des Gärrestlagers inklusive des Gasraumes angerechnet (Abb. 3).

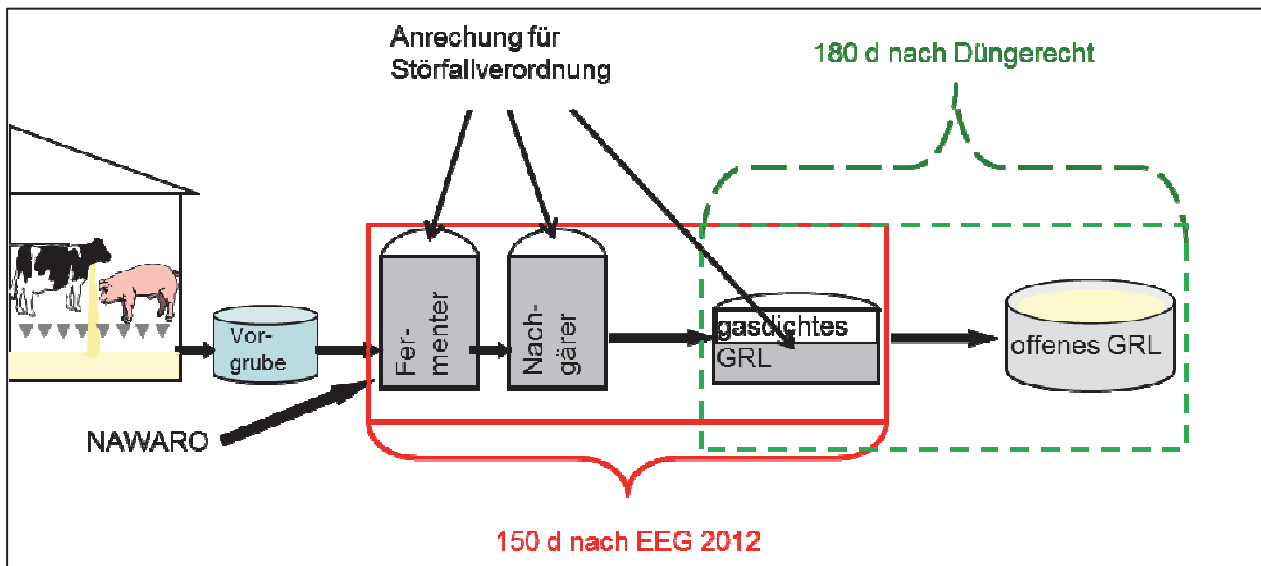


Abbildung 3: Anrechnung der Behälterkapazitäten in einer BGA

Der Einfluss weiterer verfahrenstechnischer Faktoren auf die Gasbildung und die Prozessstabilität ist im KTBL-Heft Nr. 88, 2010 „Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen“ dargestellt.

3.2 Biogasverwertung

3.2.1 Vor-Ort-Verstromung

Bei Vor-Ort-Verstromung ist eine Gasaufbereitung erforderlich. Sie beinhaltet meist nur die **Gas-Entfeuchtung** durch Kühler bzw. lange im Erdreich verlegte Gasleitungen und die **Schwefelwasserstoff-Entfernung**, für welche folgende Verfahren zum Einsatz kommen:

- biologische Entschwefelung (intern)
Die Zuführung von Luft (0,5 bis 1 Vol-% O₂ im Gas), lange Verweilzeiten im Gasraum und ausreichende und warme Besiedlungsflächen erhöhen die Entschwefelungsleistung.
- biologische Entschwefelung (extern) über speziellen Wäscher
Kontrollierte Luftzufuhr und gut dosiertes Nährmedium führen oft zu guten Resultaten.
- Einsatz von Eisen-Ionen (Bindung des Schwefels an das Eisen in der Flüssigphase)
Da nur ca. ein Drittel des Schwefels in die Gasphase übergeht, sind die Aufwendungen entsprechend höher. Bei Überdosierung besteht die Gefahr der Phosphorfestlegung.
- Einsatz von Aktivkohlefiltern
Aktivkohlefilter wurden vorrangig als letzte Filterstufe zum Schutz der Oxi-Katalysatoren eingesetzt.

Zur Verstromung werden in Thüringen vorrangig **Gas-Otto-Motoren** mit Wirkungsgraden von 38 bis 42 % eingesetzt. Aufgrund der Entwicklung der Abgasnachverstromung und den dadurch erreichten Wirkungsgrad von bis zu 46 % setzen die Betreiber trotz kürzerer normativer Nutzungsdauer in den letzten Jahren zunehmend wieder **Zündstrahlmotoren** ein. Allerdings ist bei Pflanzenölpreisen von 1 €/l und in der Praxis oft nicht erreichten normativen Pflanzenöleinsatz mindestens ein Wirkungsgradvorteil von 3 bis 4 % zur Kostengleichheit zum Gas-Otto-Motor erforderlich.

Die im Typenblatt der Motoren angegebenen Wirkungsgrade stellen Ergebnisse unter optimierten Prüfstandsbedingungen dar, die in der Praxis kaum erreicht werden. Ein Abzug von 2 bis 3 % Punkten ist zu empfehlen. Der Wirkungsgrad hat eine hohe Dominanz, da ein bereits um rd. 3 % zu hoch unterstellter Wirkungsgrad zu Erlösverlusten von ca. 10 % führt.

Vereinzelte sind auch **Gasturbinen** mit deutlich geringerem Wirkungsgrad, aber mit flexibler Wärmeauskopplung und geringen Wartungskosten der Turbine im Einsatz.

3.2.2 Direktvermarktung und Flexibilisierung

Um eine stärkere Nutzung von Biogasanlagen für den Ausgleich fluktuierender Stromproduktion attraktiv zu gestalten, sind im EEG 2012 die Markt- und Flexibilitätsprämie. Das EEG 2014 behält diese Regelungen für Altanlagen bei und führt für Neuanlagen ab 2016 eine verpflichtende Direktvermarktung für BGA ab 100 kW Leistung ein.

Besonders Biogasanlagen sind wegen der Speicherbarkeit der Energie im Substrat und der Festlegung von 150 Tagen Mindestaufenthaltszeit im gasdichten Raum (EEG 2012), die zur Erhöhung der Gasspeicherkapazität führt, prädestiniert, flexibel Strom anzubieten. Die Bereitstellung von Regelernergie erfordert durch zeitliche Verschiebung der Stromproduktion zusätzliches Gasspeichervolumen. Damit ist entweder ein Zubau von Gasspeicherkapazität erforderlich oder das verfahrenstechnisch nötige Speichervolumen für Havarien oder Stillstände wird reduziert. Die Forderung zur Abdeckung der Gärrestlager schafft in den Anlagen zusätzliche Gasspeicher und verbessert somit die Bedingungen für die Erzeugung von Regelernergie.

Eine Einspeisung entlang der Tagesganglinie durch Teillastbetrieb mit nur einer Maschine, spart zwar Investitionskosten, führt aber zu Wirkungsgradeinbußen (Teillastbetrieb) und es kann höchstens auf 50 bis 60 % der Nennleistung zurückgeregelt werden. Durch Erweiterung der BHKW-Kapazität und ggf. des Gasspeichers ist eine Verlagerung der Stromproduktion in nachfragestarken Zeiten bei gleichbleibender Gesamtstromeinspeisung ohne Wirkungsgradeinbußen möglich.

Exemplarisch kommen in einer solchen Konstellation zwei BHKW zum Einsatz. Eins wird dabei für den Dauerbetrieb als Grundlastkomponente ausgelegt und stellt die Wärme für den Prozess sowie für die Wärmekunden bereit. Das zweite BHKW sichert den flexiblen Betrieb indem es entsprechend des vereinbarten „Fahrplans“ läuft bzw. erbringt negative und positive Regelernergie. Vorteil dieser Variante ist, neben der Sicherung der Prozesswärmebereitstellung und damit des mikrobiologischen Prozesses, auch die Ausnutzung der optimalen Betriebszustände beider Maschinen, die bei Volllast den besten Wirkungsgrad und ein optimales Emissionsverhalten zeigen.

Die Vergrößerung der BHKW-Kapazität stellt eine kostenintensive Maßnahme (600 bis 1 000 €/kW installierter elektrischer Leistung) dar. Für die Bereitstellung von negativer Regelernergie ist es wichtig, dass alle angemeldeten BHKW schnell und simultan ihre Leistung reduzieren und nach dem Ende des Abrufs wieder selbstständig anfahren. Im Unterschied zur Fernabschaltung durch den Energieversorger (nach § 6 EEG 2009 und 2012) ist es für die Netzstabilität wichtig, dass die Anlagen nur für einen definierten Zeitraum vom Netz getrennt werden und danach wieder Strom einspeisen.

Neu sind im EEG 2012 die Marktprämie und die daran gekoppelte Flexibilitätsprämie. Die Kombination von Erlösen aus der Vermarktung von Regelernergie war auch schon unter dem EEG 2009 mit der regulären Vergütung vereinbar. Im EEG 2012 lässt das Doppelvermarktungsverbot die Regelernergievermarktung nur innerhalb der Direktvermarktung zu. Besonders die Befreiung von der Mindestwärmenutzung im EEG 2012 kann hier einen Anreiz für Anlagen, welche die 60 % Mindestwärmenutzung nicht erreichen, darstellen.

Bei der Flexibilisierung der Stromerzeugung ist zwischen folgenden Varianten zu unterscheiden:

- **Teillastbetrieb** (maximal 20 bis 40 % Flexibilität, Wirkungsgradverlust von bis zu 8 % Punkten)
- **Ein-/Aus-Betrieb** (Schalthäufigkeit, Erfüllung der Rampe von 5 min nach Sekundär-Leistungs-Reserve und 15 min nach Minuten-Leistungs-Reserve, Aufwand zum Warmhalten des BHKW, üblich ist zurzeit eine Belastungssteigerung von 1 kW/s).

Insgesamt sind steigende Wartungskosten zu erwarten. Die erreichte hohe technische Verfügbarkeit der Verstromungsaggregate führte in den letzten Jahren zum verstärkten Einsatz von Ein-Motoranlagen, da dadurch Kostensenkungen und Wirkungsgradgewinne möglich wurden. Durch die Anforderungen der Flexibilisierung haben Mehr-Motorenanlagen wieder eine Berechtigung gefunden.

3.2.3 Biomethaneinspeisung

Die Biomethaneinspeiseanlagen (BMEA) weisen folgende Vorteile auf:

- hohe Speicherbarkeit von Biomethan im Erdgasnetz,
- vollständige Wärmenutzung, da ausschließliche Verwertung von KWK-Anlagen und damit Schaffung der Voraussetzungen für den saisonalen Ausgleich von Energieangebot und -bedarf (Denkbar werden perspektivisch auch stromgeführte KWK-Anlagen, die eine hohe Flexibilität zum Ausgleich der fluktuierenden Quellen Wind und Sonne besitzen.).
- Ermöglichung der Verwertungsline Mobilität über Erdgasfahrzeuge (Die 2014 eingeführte bilanzielle Teilbarkeit von Biomethan entsprechend der Substrate ermöglicht die Doppelanrechnung von Biomethan aus Abfall auf die Kraftstoffquote.).

Bei großen BMEA besteht für die Landwirtschaftsbetriebe die Gefahr nur noch Substratlieferanten zu sein und aufgrund des Substratbedarfs die Überschreitung der aus landwirtschaftlicher Sicht tolerablen Grenze für den Anbau einzelner Fruchtarten. Regional können BMEA zu einem überproportionalen Anbauumfang von Mais führen. Der im EEG 2012 eingeführte Maisdeckel ist unter Thüringer Bedingungen wenig geeignet solche Entwicklungen zu verhindern, da dieser auf die Anlagen bezogen und nicht direkt in der Fläche wirkt. Der von BMEA-Betreibern oft praktizierte Kauf von Mais frei Halm findet in Thüringen bisher kaum statt, aber eine steigende Tendenz ist dennoch festzustellen. Durch Einsatz von Ernteketten aus Dienstleistungsunternehmen tritt der Landwirt dann auch diesen Teil der Wertschöpfung ab. Oft erfolgt bei solchen Projekten aufgrund der Transportentfernung auch keine Rückführung der Gärreste in die Substrat liefernden Betriebe. Damit verschärfen sich die Probleme aus nicht geschlossenen Nährstoffkreisläufen.

In Anbetracht der Prozessenergie zur Erzeugung von Biomethan in Form von Strom und Wärme und des Energieaufwandes für die Verdichtung werden schätzungsweise bis zu 20 % des Energiegehaltes von Biomethan für diesen Aufbereitungsschritt verbraucht.

Eine Vor-Ort-Verstromung ist bei entsprechender effizienter Wärmenutzung der Erzeugung von Biomethan tendenziell überlegen, zumal Biomethaneinspeiseanlagen sich erst ab einer gewissen Größe 1 bis 2 MW wirtschaftlich darstellen lassen. Deshalb sollte die Technologieentwicklung zur Einspeisung mit kleineren Anlagen bzw. Anlagenverbände Unterstützung bekommen.

3.3 Wärmeverwertung

Die Vermarktung des Stromes ist in Thüringen an allen Standorten problemlos gegeben. Abschaltungen zur Sicherung der Netzstabilität erfolgten bisher kaum. Dagegen führt aus Sicht der Gülle-nutzung die sinnvolle Errichtung der BGA an den Tierhaltungsanlagen oft zu Schwierigkeiten bei der Wärmeverwertung, da an den ausgelagerten Stallanlagen Wärmesenken fehlen.

Dennoch wurde besonders durch die Erhöhung des KWK-Bonus im EEG 2009 eine Vielzahl sinnvoller Wärmenutzungskonzepte umgesetzt. Diese Entwicklung wird sich aber nur im Bereich der Bestandsanlagen (EEG 2009) fortsetzen, da das EEG 2012 die Voraussetzungen für eine Wärmenutzung (Streichung des KWK-Bonus, keine Satelliten-BHKW, keine Wärmenutzungspflicht bei Direktvermarktung, ...) deutlich negativ beeinflusst.

Bei Anlagen mit hohen Wärmenutzungsanteilen ist in der Planungsphase mindestens eine monatliche Wärmebilanz zu erstellen. Weiterhin sind täglich temperaturbedingte Leistungsspitzen zu beachten und der Gleichzeitigkeitsfaktor der Wärmebedarfsträger zu berücksichtigen. Bei Übernahme einer Wärmelieferverpflichtung sind Reservekessel für den Havariefall angeraten. Da die meisten landwirtschaftlichen Biogasanlagen mit Wärmeüberschuss betrieben werden, ist auf einen effizienten Wärmeeinsatz und die Entwicklung geeigneter Planungsmethoden und Verfahrenstechnik wenig Wert gelegt worden.

3.4 Gärrestverwertung

Ausgehend von dem sehr geringen Tierbesatz ist die Verwertung der Gärreste in Thüringen bei einem durchschnittlichen N-Anfall aus der Tierhaltung von unter 30 kg/ha unproblematisch. Durch die BGA wird die Homogenität der Wirtschaftsdünger im Betrieb verbessert. Die Steigerung des Anteils flüssiger Wirtschaftsdünger durch die Biogasanlagen schafft auch Voraussetzungen für die emissionsarme Lagerung und Applikation.

Der Anstieg der Wirtschaftsdüngermenge um 18,3 % (2013) durch den NaWaRo-Einsatz (1 018 Tm³) führt bei weitem nicht zur Erreichung der Grenze von 170 kg N/ha nach DVO. In Thüringen erfolgt eine weitergehende Gärrestaufbereitung nur vereinzelt, da eine ackerbauliche Notwendigkeit nicht gegeben ist.

Der Biogasgülleeinsatz erfolgt entsprechend den Entzugswerten der Feldfrüchte. Dabei kommen nach Düngerecht Verluste von 40 % zur Anrechnung. Die Bewertung von Phosphor, Kalium und Magnesium erfolgt entsprechend betrieblicher Bedingungen, wobei auch Abschläge vom Bruttowert bei Überschreiten der Gehaltsklassen C der zu düngenden Flächen in Frage kommen.

Gegen den Düngewert sind gegebenenfalls Lagerungskosten und in jedem Fall die Transport- und Ausbringungskosten zu saldieren (2,50 bis 4,00 €/m³). Durch die geplante Einstufung der Gärreste als Wirtschaftsdünger gilt eine Mindestlagerkapazität von sechs Monaten.

4 Betriebswirtschaftliche Bewertung

4.1 Finanzielle Leistungen der landwirtschaftlichen Biogaserzeugung

Die Vergütung des Stromes und der genutzten Wärme ist vom Inbetriebnahmejahr der BGA, deren Größe und besonders von den einzelnen EEG-Novellen abhängig. Mit dem EEG 2012 und dem EEG 2014 erfolgte jeweils ein Bruch in den Vergütungsbedingungen (Abb. 4). Besonders mit dem EEG 2014 wurde die Vergütung so weit abgesenkt, dass kein Anlagenneubau, mit Ausnahme der Abfallvergärung und ggf. der kleinen Gülleanlagen, mehr zu empfehlen ist.

Die Ermittlung der entsprechend des Inbetriebnahmejahres und der einzelnen Bonusbeträge gültigen Vergütung ist unter Zuhilfenahme des von der TLL entwickelten EEG-Stromrechners (www.tll.de/ainfo) für die EEG-Stufen 2009 und 2012 möglich. Damit erweist sich für Bestandsanlagen einfach, die anlagenkonkrete Vergütung bei Substratwechsel bzw. einer Anlagenerweiterung zu ermitteln.

Weitere Leistungen entstehen durch **Nutzung von Wärme**. Hierbei sind bei Eigenverwertung oft nur die eingesparten Brennstoffkosten relevant, da die vorhandene Wärmeerzeugungsanlage meist nicht vollständig ersetzt und auch nicht verkaufbar ist. Bei Wärmeverkauf wirken marktwirtschaftliche Prinzipien und es sind oft beträchtliche Investitionen für den Leitungsbau erforderlich. Bis zum EEG 2009 setzte der KWK-Bonus Anreize zur Wärmenutzung. Das EEG 2012 legte eine Wärmenutzung von 60 % bei Anrechnung von 25 % Prozesswärme fest, die aber durch Direktvermarktung, hohe Gülleenutzung und technische Einrichtungen wie ORC-Anlagen leicht umgangen bzw. erfüllt werden konnte. Das EEG 2014 verzichtet auf jegliche Anreize zur Wärmenutzung.

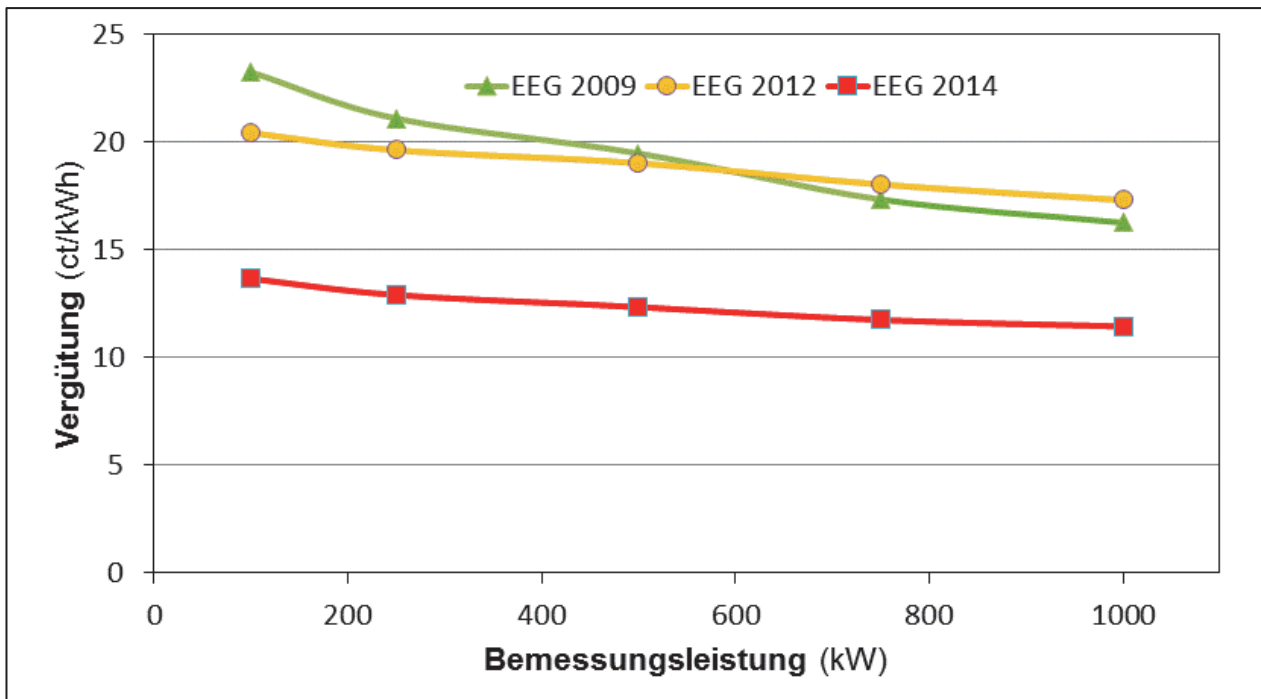


Abbildung 4: Vergütung in BGA in den EEG Stufen (ohne „kleine Gülleanlage“, ohne Technologie- und Formaldehyd-Bonus; 35 % KWK; Fütterung: 60 % Mais, 30 % Rindergülle, 10 % GPS)

4.2 Kosten der landwirtschaftlichen Biogaserzeugung

Für die Beurteilung der Kosten der landwirtschaftlichen Biogaserzeugung gelten die in Tabelle 2 zusammengefassten Richtwerte.

Mit dem EEG wird für Biogasanlagen eine 20-jährige Vergütungsdauer gesichert. Somit ist bei der Kostenbeurteilung für die Investentscheidung von mittleren Preisen auszugehen. Bei den Substratkosten sind die Stückkosten, die besonders durch Ertragsunterschiede beeinflusst werden, langfristig abzuschätzen. Zusätzlich sind eventuell anfallende Lagerungs- und Aufbereitungskosten, wie z. B. das Schroten oder Quetschen des Getreides zu beachten. Bei Einsatz marktgängiger Produkte können die Marktpreise zur Anwendung kommen.

Silagen sind wirtschaftlich an sich nur regional verwertbar, weil sie relativ transportunwürdig und vor allem nach Entnahme aus dem Silostock nicht mehr lagerfähig sind. Im Rahmen der Investitionsentscheidung für eine BGA, wie auch bei der Lieferentscheidung z. B. an eine BMEA ist der Gleichgewichtspreis zur verdrängten Marktfrucht (z. B. Stoppelweizen) entscheidend. Nach Errichtung der BGA erlangen die Herstellungskosten an Bedeutung, da nur begrenzt Alternativen bestehen. Herstellungskosten der Silagen (Mais, AWS, GPS) finden sich in den TLL-Richtwerten.

Tabelle 2: Richtwerte zur Berechnung der Kosten der landwirtschaftlichen Biogaserzeugung

Position/Kostenart	Wert	Bemerkungen
1. Investitionsbedarf		
Biogasanlage	Größendegression ist zu beachten (besonders beim BHKW). Die Degression wird aber bei Bau mehrerer Reaktoren (ab 1 000 m³) bzw. mehrerer BHKW's teilweise nicht wirksam.	
- leistungsbezogen	3 bis 6 (9) T€/kW	bezogen auf die installierte elektrische Leistung
BHKW-Anlage	600 bis 1 000 €/kW	Größendegression ist zu beachten
Entschwefelungsanlage		
- Extern biologisch	70 bis 80 T€	Richtwerte ca. 2 200 ppm H₂S und Volumenströme zwischen 50 und 210 m³/h
- Extern chemisch	30 bis 40 T€	
Nutzungsdauer		
- Gesamtanlage	16 Jahre	steuerrechtlich
- Bauteil	20 Jahre	
- Ausrüstungsteil	5 bis 10 Jahre	(ohne BHKW)
- BHKW	5 bis 8 Jahre	bei zeitbezogener Abschreibung
- Gas-Otto-Motor	bis 60 000 Bh	bei einmaliger Generalinstandsetzung bzw. Tausch des Verbrennungsmotors
- Zündstrahlmotor	bis 30 000 Bh	
2. Versicherung	0,8 % v. Investsumme	ohne Versicherung der „Prozessbiologie“
3. Substratkosten		
Wirtschaftsdünger: - Gülle - Stallmist - Trockenkot	0 €/m³ 1 €/t (Aufbereitung) bis 25 €/t	die zusätzlichen Transportkosten zur BGA bzw. Aufbereitungsaufwendungen sind zu beachten. Bei Trockenkot ist die Abhängigkeit vom TS-Gehalt zu beachten
NaWaRo	Markpreise bzw. Gleichgewichtspreis	vgl. Tabelle 3 bzw. Leitlinien der TLL (www.tll.de/ainfo)
4. Personalaufwand und -kosten		
Arbeitszeitbedarf für die BGA-Betreuung	3 bis 5 AKh/kW bzw. 60 bis 300 min/d	entsprechend Anlagengröße und Automatisierungsgrad
Ko-Substratzufuhr	5 bis 10 min/t	entsprechend Automatisierungsgrad
Personalkosten (2014)	9,84 €/AKh	Entgelttarifvertrag Lohngruppe 5 plus 50 % Nebenkosten = 14,76 €/AKh
5. Unterhaltung		
BHKW	1,0 bis 2,0 Cent/kWh	Größendegression beachten
Anlage	2 bis 4 % v. Invest	in Abhängigkeit vom technischen Stand
6. Energie und Materialbedarf		
Elektroenergiebedarf - Basis Faulraum - Basis Stromerzeugung	6 bis 10 W/m³ 6 bis 10 %	Abhängig vom Durchmischungsverfahren, Feststoffeinsatz und der Wärmenutzung.
Strompreis (2014)	21 Cent/kWh	bei hohem Verbrauch z. T. niedriger
Zündölbedarf	2 bis 4 %	höhere Werte gelten für die Praxis
Zündölkosten	ca. 1 €/l	Biodieselpreis
7. Sonstige Kosten		
Leitung u. Verwaltung	15 %	der Personalkosten
Externe biologische Prozesskontrolle	bis 0,5 Cent/kWh	entsprechend der Betreuungsintensität

Aufgrund der zunehmenden Kosten für Mineraldünger ist der Nährstoffwert der Gärreste besonders in Regionen mit einem Tierbesatz unter 1 GV/ha von hoher Relevanz, da durch Biogasfrüchte der Stickstoffzukauf deutlich verringert und die Grundnährstoffe zu 100 % im betrieblichen Kreislauf verbleibt (Abb. 5).

In Thüringen verfügen fast alle BGA über eine eigene Substratproduktion, da die Anlagen von den Landwirtschaftsbetrieben vorrangig am Standort von größeren Stallanlagen und damit im Unternehmen errichtet wurden. Kostenminderungsmöglichkeiten bestehen betriebsspezifisch ggf. durch Nutzung von vorhandenem Siloraum und durch Reduzierung der Düngemittelkosten. Allerdings ist auch in Thüringen festzustellen, dass in den letzten Jahren zunehmend neue Siloanlagen für die BGA errichtet wurden.

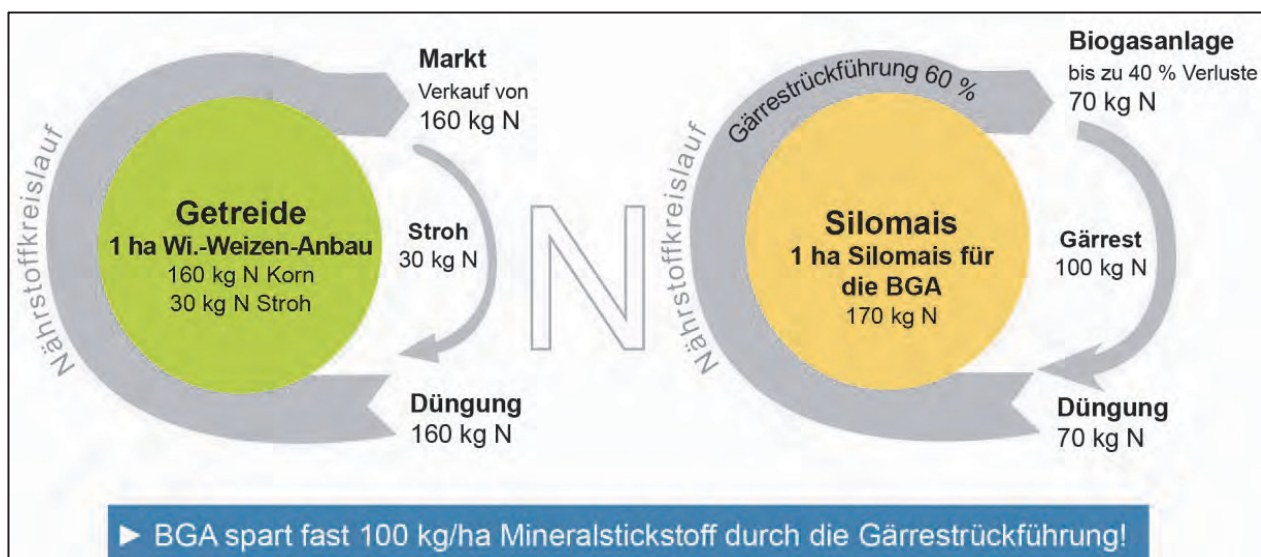


Abbildung 5: N-Kreislauf durch Anbau von Biogasmmais im vgl. zu Getreideanbau

Besonders bei großen BGA und den BMEA sind Bedingungen für die Substratproduktion mit Verkauf ab Feld und einem Siloraum, der ökonomisch zur BGA gehört, anzutreffen.

2013 ermittelte der Fachverband Biogas Substratkosten für Feldfrüchte (Tab. 4) und Wirtschaftsdünger, die eine gute Orientierung für den Substrateinkauf darstellen können. Die Kosten der Wirtschaftsdünger lassen sich zum Teil mit den Transportkosten, aber besonders auch mit dem Güllebonus des EEG 2009 ableiten (Gülle 4,0 €/t, Stallmist: 5,62 €/t, Geflügelmist/Trockenkot: 17,59 €/t).

Weiterführende Aussagen zur Energiepflanzenproduktion finden sich in der EVA-Broschüre „Energiepflanzen für Biogasanlagen - Thüringen“ (FNR, 2012).

Tabelle 3: Substratpreise (Bundesweite Erhebung des Fachverband Biogas 2013)

Substratart	TM-Gehalt %	Ertrag t FM/ha	Mittlerer Preis (€/ t FM)	
			stehend ab Feld	frei Silo
Silomais	32,6	42,3	29,9	34,6
Grassilage	33,7	19,8	21,6	24,1
Getreide GPS	35,7	35,7	33,6	36,5
Grünroggen	27,4	24,0	25,0	-
Getreidekorn	86,0	-	-	145,4
Zuckerrüben	21,2	-	-	29,4

4.3 Wirtschaftlichkeit von Beispielsanlagen

Die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlagen unterliegt mit dem EEG einem sehr hohen Politikrisiko. In immer kürzeren Abständen wurde das EEG novelliert. Die Wirkung der EEG-Novellen wird exemplarisch für 2011, 2012 und 2014 errichtete BGA mit weitgehend gleicher Anlagenkonfiguration (2,5 kg/m³ d Belastung, 35 % KWK-Nutzung und 25 % Prozesswärmebedarf), die Nichtgewährung des Technologie- und des Formaldehyd-Bonus und einheitliche Fütterung (50 % Mais, 30 % Rindergülle, 20 % GPS), sichtbar gemacht (Abb. 6).

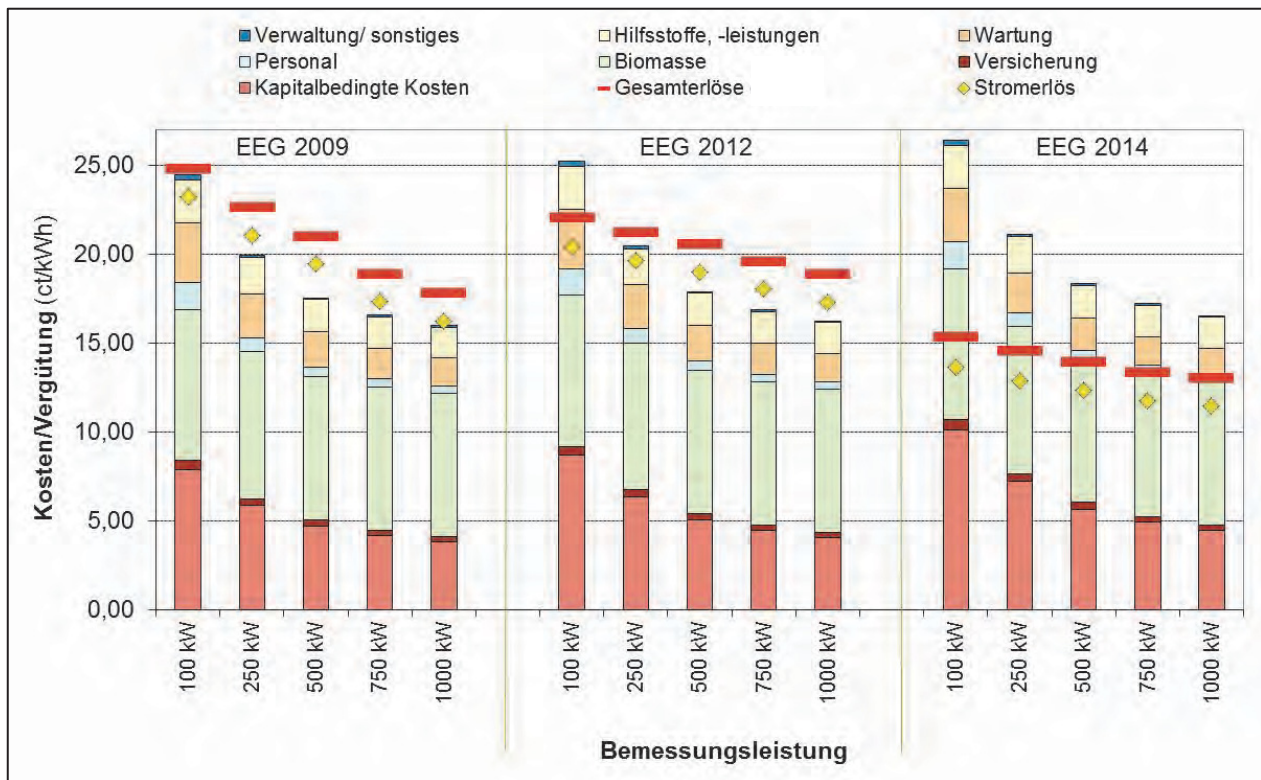


Abbildung 6: Ökonomische Wirkungen der EEG-Novellen auf die Vergütung und die Kosten

Es zeigt sich, dass im EEG 2009 alle Anlagengrößen wirtschaftlich arbeiten und dass der KWK-Bonus von 3 ct/kWh besonders bei den großen Anlagen, die allein durch den Stromverkauf kaum noch wirtschaftlich betreibbar sind, ökonomisch sehr relevant werden, was aber auch der pauschal unterstellten Wärmenutzung von 35 % geschuldet ist.

Mit der Absenkung der Vergütung besonders für die kleineren Anlagen durch weitgehende Streichung der Boni und Einführung der Vergütung in Einsatzstoffgruppen im EEG 2012 konnten kleinere Anlagen nur wirtschaftlich bestehen, wenn hohe Wirtschaftsdüngeranteile zum Einsatz kommen. Auch erhöht die festgelegte Mindestverweilzeit von 150 Tagen die Investkosten. Die Grenze von 60 % Mindestwärmenutzung kann in Verbindung mit der pauschalen Festlegung von 25 % Prozesswärme zur Verringerung des Gülleeinsatz führen.

Das EEG 2014 führt durch die Streichung aller Boni und besonders durch die Nichtgewährung einer Einsatzstoffvergütung in Verbindung mit der gesetzlich festgelegten Überbauung der BHKW-Kapazität um 100 % und der geforderten Verweilzeit von 150 Tagen dazu, dass ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb bei keiner Anlagengröße erreichbar ist.

Eine weitere Modellkalkulation erfolgt für die drei EEG-Novellen für Biogasanlagen mit einer Bemessungsleistung von 200 und 400 kW. Als Grundsубstrat kommen 10 000 m³ Rindergülle (10 % TS) zum Einsatz. Zusätzlich wird Mais mit 35 €/t FM (35 % TS, 95 % oTS) eingesetzt. Der Standort ermöglicht eine Wärmenutzung von 50 kW mit 5 ct/kWh Erlös.

Bei Festlegung einer für die Vergärung von Wirtschaftsdünger und Kosubstrat üblichen Belastung von 2,3 kg/m³ d variieren die Verweilzeit im Fermenter und somit auch der Bedarf an gasdichtem Gärrestlager (GRL). Der Prozessstrom (8 % der Erzeugung) wird aus dem Netz zu 21 ct/kWh bezogen. Ein offenes GRL muss man nicht errichten, da ausgehend vom Gülleanfall ausreichend Lagerraum am Stall vorhanden ist.

Alle weiteren verfahrenstechnischen Parameter wurden vereinheitlicht, um nur die EEG- und substratbedingten ökonomischen Unterschiede in den Anlagenkonzepten darzustellen. Von den Verfahrensparametern hat in der Praxis der Wirkungsgrad einen dominanten Einfluss auf das Ergebnis. Die Höhe des Wirkungsgrades wird neben dem Fabrikat des Motors deutlich durch die

Größe des BHKW beeinflusst. Im Beispiel beträgt dieser 38 % für 200 kW Bemessungsleistung und 40 % für 400 kW. Für die unter dem EEG 2014 kalkulierten Anlagen gelten die gleichen Werte. Die Mehraufwendungen für die häufigeren Start- und Stopp-Vorgänge gleichen, die ggf. mit der BHKW-Größe erreichbaren Wirkungsgradvorteile aus.

Zwischen der 200 kW- und 400 kW-Variante sind der um 113 ha deutlich gestiegene Flächenbedarf und damit auch die gestiegenen Substratkosten zu beachten (Tab. 4). Die sich ergebende höhere Energiedichte im Substrat führt in Verbindung mit der längeren Verweilzeit zu ähnlich großen GRL und damit zu ökonomischen Vorteilen für die 400 kW-Variante. Bei den 200 kW-Anlagen steigt durch den höheren Gülleanteil der Prozesswärmebedarf deutlich, was besonders bei den Wärme-konzepten zu beachten wäre.

Tabelle 4: Variantenrechnung der BGA

Variante	ME	A	B	C	D	F	G
gültige EEG-Novelle		EEG 2009		EEG 2012		EEG 2014	
Inbetriebnahme		2011		2012		2014	
Verfahrenstechnische Auslegung							
Bemessungsleistung (BL)	kW	200	400	200	400	200	400
Installierte Leistung	kW	225	449	225	449	400	800
Faulraum	m³	2 000	3 500	2 000	3 500	2 000	3 500
Verweilzeit	d	57	75	57	75	57	75
gasdichtes GRL	m³	3 021	3 047	3 021	3 047	3 021	3 047
Prozessstrombedarf	% d. Erzeugung	8,0	7,9	8,0	7,9	8,0	7,9
Prozesswärmebedarf		27	20	27	20	27	20
Substrateinsatz 10 000 m³ Rindergülle plus							
Maiseinsatz	t/a	2 887	6 950	2 887	6 950	2 887	6 950
Flächenbedarf	ha/a	80	193	80	193	80	193
Verfahrensökonomie							
Gesamtinvestition	Tsd. €	1 151	1 767	1 151	1 767	1 250	1 904
Spez. Investition, dav.	€/kW _{BL}	5 757	4 418	5 757	4 418	6 252	4 759
- BGA	€/kW _{BL}	3 567	3 137	3 567	3 137	3 766	3 274
- BHKW	€/kW _{BL}	964	665	964	665	1 260	869
- Gärrestlager (GRL)	€/kW _{BL}	1 226	615	1 226	615	1 226	615
Anteile:							
- BGA	%	62	71	62	71	60	69
- BHKW	%	17	15	17	15	20	18
- GRL	%	21	14	21	14	20	13
Kostensumme, dar.	Tsd. €	343	627	343	627	357	646
- Kapitalbedingt	Tsd. €	130	197	130	197	147	221
- Versicherung	Tsd. €	7,2	12,2	7,2	12,2	8,0	13,3
- Biomassekosten	Tsd. €	101	243	101	243	101	243
- Personalkosten	Tsd. €	14,3	19,3	14,3	19,3	14,3	19,3
- Wartung	Tsd. €	46,8	75,0	46,8	75,0	42,3	68,3
- Strom /Hilfsstoffe,	Tsd. €	41,0	76,8	41,0	76,8	41,0	76,8
- Verwaltung	Tsd. €	2,9	3,9	2,9	3,9	2,9	3,9
Erlössumme, dar.	Tsd. €	396	689	378	696	251	455
- Strom	Tsd. €	374	667	356	674	229	433
- Wärme	Tsd. €	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9
Gewinn vor Steuer	Tsd. €	53	61	34	69	-106	-191
Kapitalrendite	%	4,6	3,5	3,0	3,9	-8,5	-10,0

Bei den Investitionssummen, die auf Basis der Erhebung von Thüringer BGA anhand Bemessungsleistung abgeschätzt wurden, zeigt sich die Größendegression. Für die Anlagen im EEG 2014 wirkt die 2-fache Überbauung der BHKW-Kapazität deutlich kostensteigernd. Bei der 200 kW-Anlage sind die Mehrkosten mit 495 €/kW auffallend höher als bei der 400 kW-Anlage (341 €/kW).

Die Gülleeinsatzmenge wirkt kostenmindernd und die einzelnen EEG Stufen beeinflussen die Erlösstruktur. Für des EEG 2014 ist festzustellen, dass ein Anlagenbau nicht mehr empfohlen werden kann (Abb. 7). Während im EEG 2009 die kleinere Anlage vorteilhaft ist (verursacht vom KWK- und Güllebonus) erreicht im EEG 2012 die größere Anlage einen höheren Gewinn vor Steuer. Dies würde sich aber durch steigende Substratkosten infolge gestiegener Getreidepreise wieder umkehren.

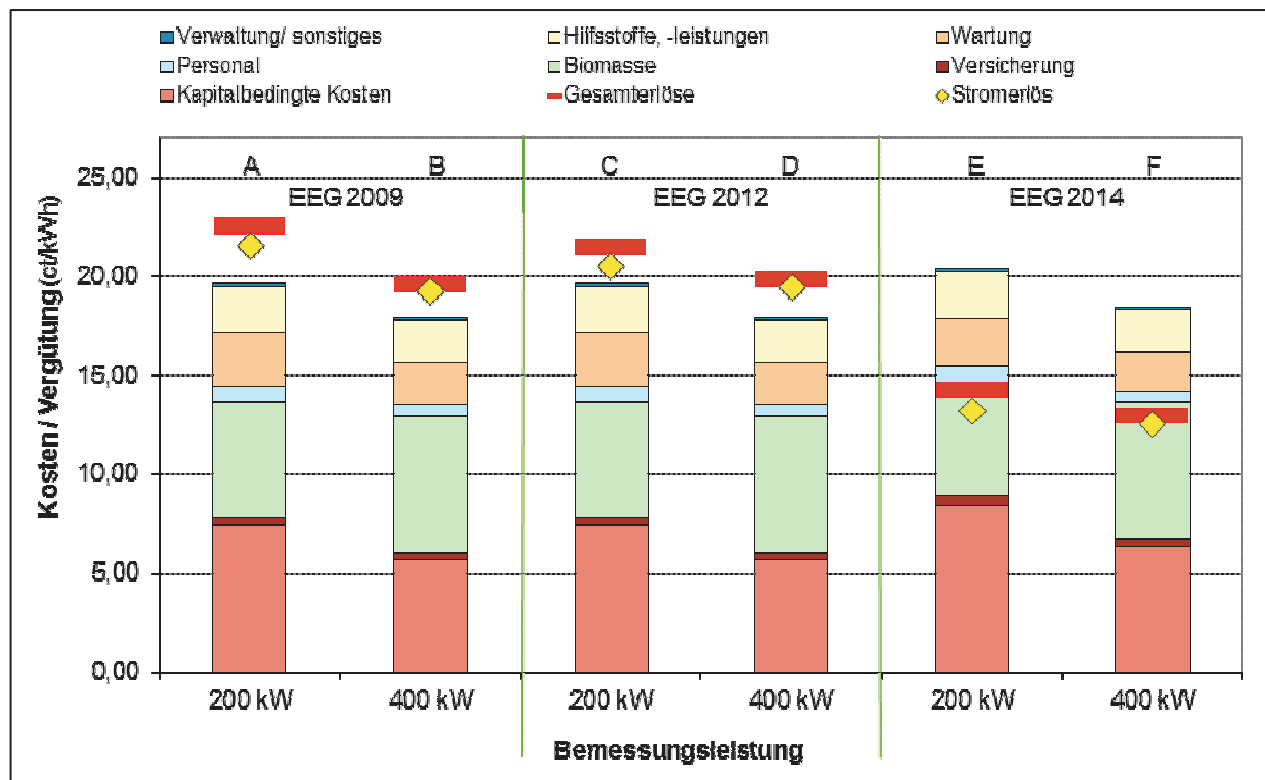


Abbildung 7: Kosten- und Erlösgliederung der Beispielsanlagen

Die Abschätzung der Wirtschaftlichkeit in den Varianten erfolgte als Beispielskalkulation. Nur durch Unterstellung der vorherrschenden betrieblichen Bedingungen sind eine konkrete Abschätzung der Rentabilität und eine verfahrenstechnische und ökonomische optimale Auslegung der Anlage möglich.

Unter den Bedingungen des EEG 2014 ist aber festzustellen, dass kein Anlagenbau zu empfehlen ist. Dies gilt auch bei ausschließlichen Einsatz von Gülle und Stallmist. Ausnahmen wären nur im Bereich der „kleine Gülleanlagen“ durch Vermeidung der 150 d Mindestverweilzeit bei Investitionskosten unter 7 000 €/kW und hohem Wärmeverkauf denkbar.

5 Fazit

Die Biogaserzeugung hat sich mit 255 Anlagen und einer Leistung von über 120 MW in der Landwirtschaft Thüringens etabliert. Sie erfolgt vorrangig in Form der traditionellen Vor-Ort-Verstromung, mit einem steigenden Anteil an Direktvermarktung und einer bisher stetig steigenden Wärmenutzung.

Die Technik Biomethaneinspeisung hat in Thüringen mit nur 6 Anlagen (3 375 m³/h Einspeisekapazität) restriktiv Einzug gehalten.

Bezogen auf die Frischmasse beträgt der Wirtschaftsdüngeranteil am Substratmix mehr als 75 %. Für die Biogaserzeugung kommen von der anfallenden Rindergülle bereits 77 %, von der Schweinegülle 45 % und vom Stallmist 32 % zum Einsatz.

Die Flächennutzung für die Biogasanlagen betrug 2014 in Thüringen ca. 52 Tsd. ha und ist mit 7,3 % der AF bzw. 6,6 % der LF vergleichsweise gering. Die Entscheidung, welche Substrate zum Anbau kommen, wird neben den Stückkosten (ct/m³ Methan) besonders auch durch den Flächenbedarf beeinflusst.

Die gemeinsame Vergärung von Wirtschaftsdünger und nachwachsenden Rohstoffen führte 2013 in Thüringen zur Steigerung des Wirtschaftsdüngeranfalls um 18,3 % sowie zu Vereinheitlichung der Wirtschaftsdüngerqualität und damit zur vereinfachten Kalkulation der Applikationsmengen.

Die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlagen unterliegt mit dem EEG einem sehr hohen Politikrisiko. In immer kürzeren Abständen wurde das EEG novelliert, so dass heute in Abhängigkeit vom Inbetriebnahmedatum in den Anlagen verfahrenstechnische und ökonomische Wirkungen sehr unterschiedlich entstehen. Die mit dem EEG 2012 begonnene Vergütungsabsenkung und mit dem EEG 2014 realisierte Kürzung auf ein Niveau von 11 bis 13 ct/kWh führt dazu, dass kein Anlagenneubau mehr zu erwarten ist. Für die Landwirtschaft bedeutet dies, dass großes Augenmerk auf die Effizienzsteigerung im Anlagenbestand zum Ausgleich der steigenden Aufwendungen (z. B. Wartungs- und Personalkosten, Prozessstromkosten, ...) und der aus dem Umweltrecht zur erwartenden höheren Anforderungen an die Anlagen zu legen ist.